

**MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC
MULTI-TERMINAL USANDO LA TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN MVMO**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC
MULTI-TERMINAL USANDO LA TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN MVMO**

**AUTOR:
JOSÉ LUIS TIGSE RIVERA**

**DIRECTOR:
CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA**

Quito, diciembre 2019

José Luis Tigse Rivera

**MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC
MULTI-TERMINAL USANDO LA TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN MVMO**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2019

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



José Luis Tigse Rivera (Y'1995). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Técnico Electrónico Pichincha” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la minimización de pérdidas en sistemas de transmisión HVDC multi-terminal usando la técnica de optimización MVMO. jtigse@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Carlos Andrés Barrera Singaña (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en 2013. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Zaragoza, España, donde obtuvo el título en Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética con Especialidad en Sistemas Eléctricos. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. cbarrera@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2019 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Carlos Andrés Barrera Singaña declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC MULTI-TERMINAL USANDO LA TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN MVMO*” realizado por José Luis Tigse Rivera, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M., diciembre de 2019



Carlos Andrés Barrera Singaña
C.C.: 0503503336

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, José Luis Tigse Rivera, con documento de identificación N° 1724478092, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autora del trabajo de grado/titulación intitulado: *“MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC MULTI-TERMINAL USANDO LA TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN MVMO”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., diciembre de 2019



.....
José Luis Tigse Rivera

C.C.: 1724478092

ÍNDICE GENERAL

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	MARCO TEÓRICO	3
2.1.	Transmisión HVDC.....	3
2.2.	Convertidores tipo fuente de voltaje (VSC).....	4
2.2.1.	Convertidor de dos niveles	5
2.2.2.	Convertidor de tres niveles con punto neutro (NPC)	5
2.2.3.	Convertidor multinivel modular.....	5
2.2.4.	Control de voltaje	6
2.2.5.	Modelo matemático del VSC	6
2.3.	Pérdidas de potencia activa	8
2.3.1.	Análisis de flujos de potencia con restricciones de pérdidas de potencia activa en sistemas HVDC	8
2.3.2.	Pérdidas de potencia en líneas	8
2.3.3.	Pérdidas en transformadores	9
2.4.	MVMO	9
2.4.1.	Antecedentes	9
2.4.2.	Formulación matemática	10
3.	FORMULACIÓN DE MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS	12
4.	IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN EN EL SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY.....	13
4.1.	Lenguaje DPL	13
4.2.	Sistema de prueba.....	13
4.3.	Algoritmo	14
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	15
5.1.	Flujo de potencia base	15
5.2.	Resultados de la optimización.....	16
5.2.1.	Caso 1	16
5.2.2.	Caso 2	16
5.2.3.	Caso 3	16
5.3.	Flujo de potencia luego de la optimización.....	16
6.	CONCLUSIONES	19
6.1.	Trabajos futuros.....	19
7.	REFERENCIAS	19

7.1.	Matriz de Estado del Arte.....	23
7.2.	Resumen de Indicadores.....	25

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Topología básica de Transmisión HVDC.....	3
Figura 2. Configuración de dos niveles.	5
Figura 3. Configuración de tres niveles con neutro.	5
Figura 4. Diagrama esquemático de un VSC de dos niveles.	6
Figura 5. Estructura general del MVMO.	11
Figura 6. Función de mapeo y transformación.....	12
Figura 7. Red HVDC multi-terminal CIGRE B4 DC.	14
Figura 8. Red HVDC CIGRE B4 DC en PowerFactory.	14
Figura 9. Resultados de la minimización de pérdidas de potencia para los tres casos. ...	17
Figura 10. Comparación de resultados de la minimización de pérdidas de potencia para los tres casos.....	18
Figura 11. Resultados del perfil de magnitud de voltaje para los tres casos.....	18
Figura 12. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	25
Figura 13. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	26
Figura 14. Indicador de solución - Estado del arte	26

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros iniciales de voltaje de la red CIGRE B4 DC.....	15
Tabla 2. Parámetros de restricción de voltaje con el uso de la técnica MVMO para el caso 1.	16
Tabla 3. Parámetros de restricción de voltaje con el uso de la técnica MVMO para el caso 2.	16
Tabla 4. Parámetros de restricción de voltaje con el uso de la técnica MVMO para el caso 3.	16
Tabla 5. Parámetros finales de voltaje del Sistema de Potencia del caso 1.	17
Tabla 6. Parámetros finales de voltaje del Sistema de Potencia del caso 2.	17
Tabla 7. Parámetros finales de voltaje del Sistema de Potencia del caso 3.	17
Tabla 8. Resultados finales de minimización de pérdidas.	18
Tabla 9. Resultados finales del perfil de voltaje en [p.u.].....	18
Tabla 10. Matriz de estado del arte.	23

MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC MULTI-TERMINAL USANDO LA TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN MVMO

Resumen

La creciente inserción de generación principalmente renovable a los sistemas de potencia interconectados hace necesario que sistemas de transmisión HVDC sean considerados como posibilidad de transporte de energía eléctrica. Estos sistemas tienen una operación más complicada en relación a sistemas AC tradicionales; pero por otra parte tiene un mejor control de voltaje y potencia. Es así que en este trabajo se realiza la minimización de pérdidas en un sistema de transmisión HVDC, tomando como elemento de control los voltajes de las estaciones convertidoras de una red en DC. Para esta optimización se emplea el método MVMO (Optimización por Mapeo de Media Varianza), y la red HVDC de prueba es la denominada CIGRE B4 DC. Tanto el sistema de prueba como el método de optimización son implementados en el software DIgSILENT PowerFactory, encontrando para varios casos resultados favorables, con mínimas pérdidas, representando esto para el sistema una mejor condición operativa y económica.

Palabras Clave: HVDC Multi-terminal, Convertidores tipo fuente de voltaje, Pérdidas de potencia, MVMO.

Abstract

The increasing insertion of mainly renewable generation to interconnected power systems makes it necessary for HVDC transmission systems to be considered as a possibility of transporting electrical energy. These systems have a more complicated operation in relation to traditional AC systems; but on the other hand it has better voltage and power control. Thus, in this work the minimization of losses is performed in an HVDC transmission system, taking as control element the voltages of the converting stations of a DC network. For this optimization the MVMO method (Optimization by Medium Variance Mapping) is used, and the test HVDC network is called CIGRE B4 DC. Both the test system and the optimization method are implemented in the DIgSILENT PowerFactory software, finding for several cases favorable results, with minimal losses, representing for the system a better operational and economic condition.

Keywords: HVDC Multi-terminal, Voltage source converters, Power losses, MVMO.

1 Introducción

En la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es muy importante considerar un análisis enfocado a la minimización de pérdidas de potencia activa, ya que estas involucran altos costos en términos monetarios. Este análisis resulta ser laborioso, dada la composición dinámica no lineal a gran escala en generación, transmisión y distribución; además de la complejidad de la operación del mismo SEP [1][2].

Es por lo cual que conforme el avance de los años se han desarrollado programas computacionales que permiten facilitar estos cálculos y obtener respuestas en muy cortos períodos de tiempo, ya que conocer el estado del SEP permite tomar acciones de control que lo puedan situar dentro de sus rangos normales de operación tanto técnica como económicamente [3].

En el transcurso de la última década las energías renovables están pasando a ocupar un gran porcentaje de las fuentes de energía eléctrica a nivel mundial; con la inserción de nuevas tecnologías de generación y almacenamiento. La respuesta al desarrollo de la generación es la mejora de la transmisión HVDC (High Voltage Direct Current), la cual desde hace varias décadas es una alternativa de transmisión de energía eléctrica, pero poco empleada. Los sistemas HVDC más simples consisten en la interconexión de dos estaciones convertidoras. Este tipo de conexión tiene una baja confiabilidad y comúnmente tienen una baja capacidad de transmisión de potencia [4].

La incorporación de sistemas de transmisión HVDC en cálculos de flujos de potencia presentan diferencias a ser consideradas, como es el caso del análisis de la potencia activa absorbida por el dispositivo rectificador que incluyen en todas las pérdidas como la potencia

programada a través de la línea de transmisión DC mediante el extremo del dispositivo del rectificador hacia el extremo de DC del dispositivo inversor.

La diversidad en las locaciones de alto potencial energético renovable de los cuales grandes cantidades de potencia pueden ser extraídos, requieren para su integración a los sistemas eléctricos interconectados de los países de una red HVDC multi-terminal.

Considerando las necesidades de desarrollo de las redes HVDC multi-terminal, es de interés una red de prueba donde se puedan realizar los estudios eléctricos que determinen el comportamiento que estos sistemas eléctricos puedan tener realmente, centrándose en este trabajo en la red de prueba HVDC multi-terminal, basada en convertidores tipo fuente de voltaje (VSC) denominada red CIGRE B4 DC [4][5].

En el presente artículo se emplea el método de Optimización por Mapeo de Media Varianza (MVMO); utilizado en funciones objetivo para resolver el problema de reconfiguración en redes de energía eléctrica o reducción de pérdidas, entre otros. El MVMO opera en una única solución en lugar de un conjunto de soluciones como otros algoritmos, su objetivo es realizar una optimización rápida y precisa con una cantidad mínima de evaluaciones de la función objetivo de minimización de pérdidas al ser aplicado en la red HVDC multi-terminal.

La media y la varianza son utilizadas para determinar una función de mapeo que se ajusta para que el espacio en el que se desenvuelve la búsqueda del algoritmo, el cual se acerca a las mejores soluciones [6][7].

El proyecto se desarrolla íntegramente en el software DIGSILENT PowerFactory, siendo como producto el modelo de la red de prueba en condiciones

de estado estacionario, tomando la información específica de los parámetros eléctricos, topologías y niveles de voltaje [8], al cual se procede a aplicar la técnica MVMO para la minimización de pérdidas de potencia, implementado mediante lenguaje DPL propio del programa al realizar modificaciones de inicialización de los parámetros y de tal manera encontrar una solución factible que se encuentre dentro de los parámetros normales de operación del voltaje en el sistema.

La distribución del presente artículo es de la siguiente manera: Sección 1: introducción y antecedentes de los sistemas de transmisión HVDC multi-terminal y la técnica de optimización por Mapeo Media Varianza. Sección 2: marco teórico relacionado a las redes de transmisión HVDC, análisis de flujos de potencia con restricciones de pérdidas de potencia activa en sistemas HVDC, el control de voltaje y pérdidas de potencia activa. Sección 3: formulación de la minimización de pérdidas. Sección 4: implementación del modelo matemático. Sección V: análisis de resultados en el sistema de prueba propuesto. Sección 6: conclusiones y trabajos futuros. Sección 7: referencias y Sección 8: anexos.

2 Marco teórico

2.1 Transmisión HVDC

En el futuro, la expansión de la capacidad de las líneas de transmisión es un tema importante en el sistema eléctrico. Los enlaces HVDC han formado parte de los sistemas eléctricos de potencia desde hace varias décadas, con aplicaciones asociadas a la interconexión a la red de sistemas asincrónicos y la transmisión de energía eléctrica a través de largas distancias [4][9]. La transmisión HVDC se basa principalmente en la conversión de voltajes de AC en voltajes de DC, para

poder transmitir potencia DC en alto voltaje, y ser convertida nuevamente en AC en el otro extremo del enlace [9][10].

La transmisión HVDC tiene varias ventajas, como la rápida respuesta a cambios de potencia, ajuste fuerte de capacidad de comunicación asincrónica, operación confiable de transmisión, capacidad a largas distancias y redes de grandes dimensiones. Sin embargo, hay muchos problemas en la transmisión HVDC, que no existen en la transmisión de AC [9][10]. Una de las fallas más comunes es la falla en las conmutaciones de la electrónica de potencia asociada a los convertidores; y que conduce a una disminución del voltaje DC y a un aumento de corriente. Si no se toman las medidas de control adecuadas, es posible llegar a una eventual falla continua de conmutación, que puede provocar el bloqueo del sistema DC, amenazando la seguridad, confiabilidad, estabilidad y operación de la red [4][10].

Los sistemas HVDC más simples consisten en la interconexión radial de dos estaciones convertidoras. El equipo principal en la estación HVDC incluye convertidor, transformador, interruptores (Tiristores, IGBT, MOSFET u otros), filtros armónicos de AC y DC, reactor de alisado y transductores de medida [4][11][12]. El diseño de un esquema básico de transmisión HVDC se ilustra en la Figura 1.

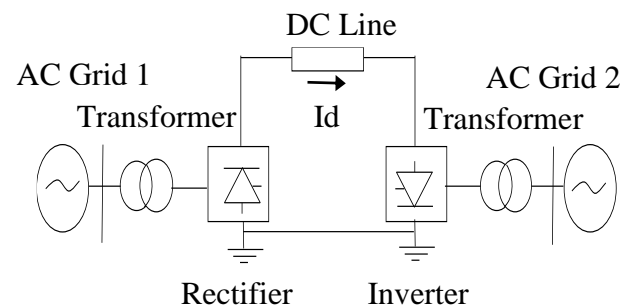


Figura 1. Topología básica de Transmisión HVDC.

Basándose en la topología de un sistema HVDC [4], todos los equipos laterales de DC incluidos la barra, la transmisión y los conductores pueden ser modelados por su resistencia equivalente; y, el rango de estado estable de los ángulos de control se selecciona en función de los siguientes parámetros:

- Máximo cambio de paso repentino permitido en la barra del convertidor de voltaje de AC especificado en el requerimiento técnico.
- Ángulo de disparo mínimo requerido dependiendo del sistema de disparo de interruptores.
- Transformador de paso de derivación, error de medición del ángulo de disparo, además, el máximo ángulo de control se puede limitar para optimizar el máximo requisito de potencia reactiva y requisito de filtro [12][13].

Los sistemas HVDC más utilizados se basan en convertidores tipo fuente de corriente (CSC) o llamados también Line Commutated Converter (LCC) contruidos mediante tiristores. LCC-HVDC es una tecnología muy eficiente y confiable para transferir energía a largas distancias con menores pérdidas y mayor capacidad de control [14].

Los convertidores tipo fuente de corriente presentan su principal inconveniente basados en la necesidad de un voltaje de referencia para la conmutación, suministrado por un equipamiento externo que puede ser un compensador sincrónico de potencia reactiva o un STATCOM [4][13][14].

2.2 Convertidores tipo fuente de voltaje (VSC)

Los sistemas VSC-HVDC son un desarrollo de la tecnología con grandes ventajas técnicas como el control de flujo

de potencia flexible y respuesta rápida al sistema [12][13].

Sin embargo, el desarrollo continuo y la disponibilidad comercial de nuevas tecnologías como convertidores de fuente de voltaje (VSC), que utiliza interruptores electrónicos como IGBT, IGCT o GTO. El VSC utiliza la conexión antiparalela de un GTO con un diodo, siendo este un desarrollo reciente y considerado como un elemento clave de cambio para las futuras redes DC; ofrece formas alternativas y avanzadas de resolver problemas de estabilidad dinámica, y mejorar la seguridad y confiabilidad de la operación de los sistemas de energía [13][14][15].

Los VSC sirven para regular voltaje y para reducir el fenómeno flicker, pudiendo cumplir las siguientes funciones:

- Incrementar la capacidad de transferencia en el sistema.
- Aumentar los límites de estabilidad de voltaje.
- Aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones del sistema.
- Amortiguar las oscilaciones subsíncronas

En un convertidor de voltaje (VSC), el voltaje del lado de DC retiene la misma polaridad y determina la dirección del flujo de potencia promedio del convertidor por la polaridad de la corriente del lado de DC. Los terminales del lado de DC de un VSC son típicamente conectados en paralelo con un capacitor relativamente grande que se asemeja a una fuente de voltaje [16]. Los VSC no necesitan de una fuente externa, realizando además el control de potencia activa y reactiva de forma independiente; su desventaja es su relativo poco desarrollo, que ha conllevado a que pocas instalaciones de baja potencia sean construidas [16][17].

Las configuraciones VSC más comunes son de tres tipos, convertidor de dos niveles, convertidor de tres niveles con punto neutro (NPC), y convertidor multinivel modular.

2.2.1 Convertidor de dos niveles

Se llama VSC de dos niveles ya que cada uno de sus terminales del lado de AC puede suponer en cualquiera de los niveles de voltaje $-V_{DC}$ y $+V_{DC}$. Los lados de DC del medio puente de los convertidores están conectados en paralelo con una fuente de voltaje común del lado de DC, el terminal del lado de AC de cada convertidor de medio puente está interconectado con una fase de un sistema de AC trifásico, con dos interruptores completamente controlables. El componente fundamental del voltaje del lado de AC generalmente se controla basado en una técnica de modulación de ancho de pulso (PWM), en la cual los instantes de conmutación son determinados comparando una señal moduladora con una señal triangular portadora de alta frecuencia [3][16][17]. La configuración de dos niveles [4] se ilustra en la Figura 2.

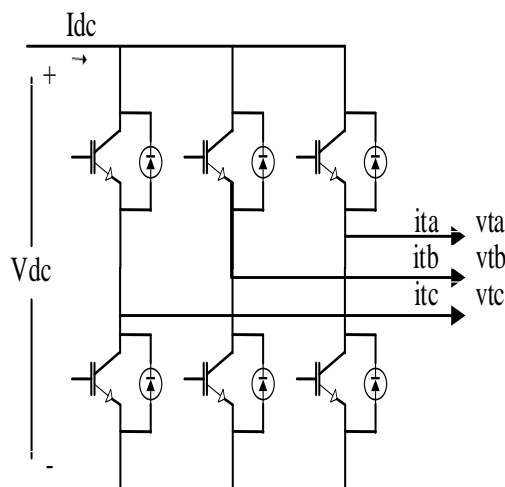


Figura 2. Configuración de dos niveles.

2.2.2 Convertidor de tres niveles con punto neutro (NPC)

Es una configuración multi-nivel y es la alternativa para reducir el número de interruptores conectados en serie en la configuración de dos niveles. Es nombrada de tres niveles porque los capacitores dividen el voltaje en tres partes, donde se debe permitir el acceso al punto medio de su condensador del lado de DC dividido, a través del cuarto cable (o el cable neutro) [16][17]. La configuración de tres niveles con neutro[4] se ilustra en la Figura 3.

2.2.3 Convertidor multinivel modular

En los VSC de alto voltaje y alta potencia, la celda del interruptor es compuesto por un interruptor unidireccional totalmente controlable y un diodo es posible que no pueda manejar los requisitos de voltaje y corriente. Para superar esta limitación, el interruptor de las celdas está conectado en serie y en paralelo, formando una estructura de interruptor compuesta que es llamada válvula [16][17][18]. Por otra parte, los VSC pueden conectarse entre sí en forma de red DC multi-terminal.

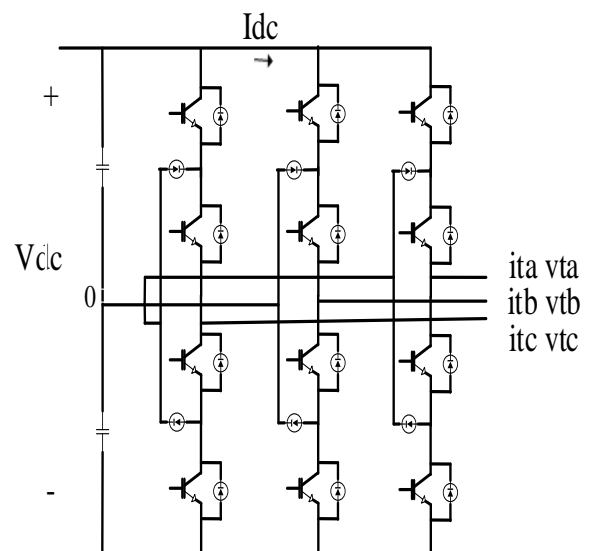


Figura 3. Configuración de tres niveles con neutro.

2.2.4 Control de voltaje

En la operación de un SEP, el control adecuado de voltaje es un factor muy importante que se debe tener en cuenta, debido a que se deben mantener los niveles de voltaje dentro de los límites de operación permitidos, y de esta manera obtener un flujo de potencia adecuado por el sistema de transmisión, obteniendo un margen de calidad aceptable para el servicio de energía eléctrica y de esta manera cumplir con la demanda de potencia y energía [18][19][20].

Los niveles de voltaje son controlados con variaciones no superiores a los límites establecidos de operación, mediante la acción de dispositivos como:

- La desconexión de reactores y conexión de capacitores.
- Cambiadores de taps de los transformadores.
- El incremento de potencia reactiva en las unidades de generación.
- Conexión y desconexión de líneas de transmisión.
- Ingreso y salida de unidades de generación, para el control de voltaje.
- Cortes de carga (esquema de alivio de carga).

Estas operaciones de control deben analizarse en términos de si produce el control de voltaje en condiciones normales, anormales o de emergencia [19][20][21], y tomando en cuenta que en la red tradicional los factores inciertos que influyen en el resultado del control de voltaje son la fluctuación de la carga.

Por lo tanto, es indispensable definir el uso de las fuentes de potencia reactiva del sistema eléctrico, y de esta manera se pueden definir el uso de controles discretos como relés, transformadores con taps, dispositivos de compensación, controladores automáticos (FACTS), y de

ciclo cerrado (generadores sincrónicos) [20][21].

2.2.5 Modelo matemático del VSC

En un sistema convertidor electrónico de potencia, las funciones requeridas para el filtrado activo, compensación, y el acondicionamiento de energía se habilita a través del correcto funcionamiento del esquema de control, protección del convertidor, que finalmente determina los instantes de conmutación de los interruptores del convertidor [17][21].

Se presenta el VSC trifásico de dos niveles como composición de tres convertidores idénticos de medio puente, como se ilustra en la Figura 4.

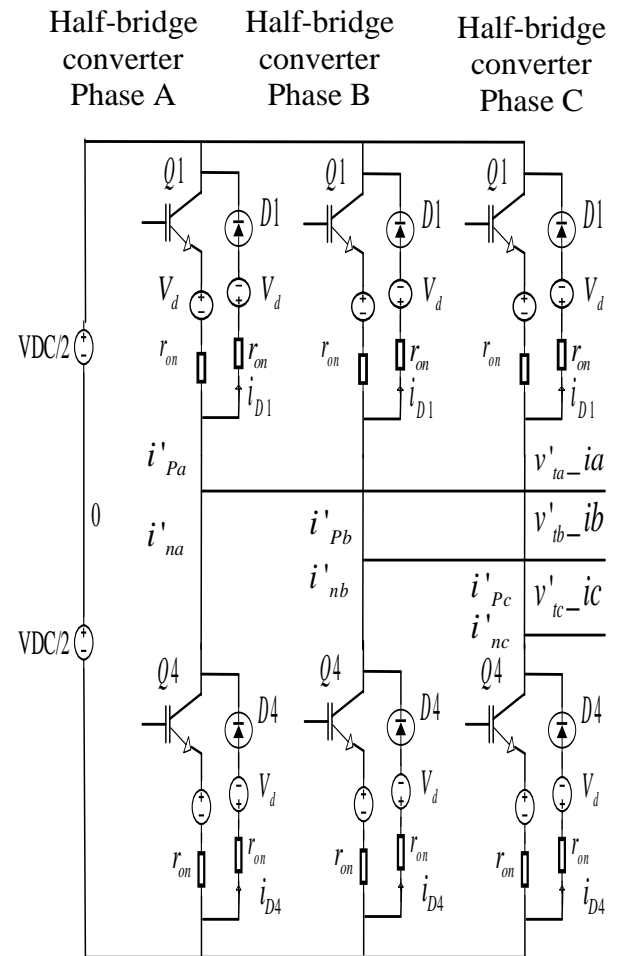


Figura 4. Diagrama esquemático de un VSC de dos niveles.

Partiendo de la estrategia de conmutación de modulación de ancho de pulso (PWM), de la cual se deduce el voltaje del terminal del lado de AC (1) del convertidor de medio puente no ideal, y donde están definidos V_e (2) y r_e (3).

El convertidor de voltaje del terminal del lado de AC $V'(t)$ se controla en base a (1), el termino $m(t)*V_{DC}/2$ representa una fuente de voltaje dependiente que puede ser controlada por la señal de modulación [21].

$$V'(t) = m(t) \frac{V_{DC}}{2} - \frac{i(t)}{|i(t)|} V_e - r_e i(t) \quad (1)$$

$$V_e = V_d - \left(\frac{Q_{rr} + Q_{tc}}{T_s} \right) r_{on} + V_{DC} \left(\frac{t_{rr}}{T_s} \right) \quad (2)$$

$$r_e = \left(1 - \frac{t_{rr}}{T_s} \right) r_{on} \approx r_{on} \quad (3)$$

Donde:

T_s	Período de conmutación del convertidor.
$i(t)$	Representa la polaridad de la corriente de conmutación.
$V_{DC}/2$	Fuente de voltaje.
$m(t)$	Señal de modulación.
$r_e i(t)$	Valor óhmico caída de voltaje.
$\frac{i(t)}{ i(t) } V_e$	Representa un desplazamiento de voltaje.
V_d	Representa la caída de voltaje en estado correspondiente.
Q_{rr}	Representa el área de apagado con la corriente de recuperación inversa de Q1 en modo lineal.
Q_{tc}	Representa el área de Q1 en apagado con la corriente final en espera.
t_{rr}	Representa la activación de Q1 al ingresar en el modo de saturación.

r_{on} Representa la resistencia en estado correspondiente.

En el desplazamiento de voltaje cuya polaridad depende de la polaridad de la corriente del lado de AC, si la corriente es negativa el desplazamiento se agrega al voltaje terminal, mientras que se resta del voltaje terminal si la corriente es positiva [20][21].

El voltaje del terminal del lado de AC del convertidor asume una forma de onda sinusoidal si $m(t)$ es una función sinusoidal con la amplitud y frecuencia requeridas.

El impacto de la distorsión se mitiga aún más, ya que la señal de modulación a menudo se controla mediante un circuito cerrado, esquema que intenta forzar la corriente del lado de AC para rastrear una sinusoidal sin distorsión en (1).

En el VSC de dos niveles de la Figura 4, hay tres convertidores de medio puente idénticos uno para cada fase del lado de AC. Por lo tanto, se obtiene el voltaje del terminal del lado de AC en (4)(5)(6), para cada una de las fases.

$$V'_{ta}(t) = m_a(t) \frac{V_{DC}}{2} - r_{on} i_a(t) \quad (4)$$

$$V'_{tb}(t) = m_b(t) \frac{V_{DC}}{2} - r_{on} i_b(t) \quad (5)$$

$$V'_{tc}(t) = m_c(t) \frac{V_{DC}}{2} - r_{on} i_c(t) \quad (6)$$

Donde:

$V'_{ta}(t)$	Representa el voltaje de terminal de la fase A.
$V'_{tb}(t)$	Representa el voltaje de terminal de la fase B.
$V'_{tc}(t)$	Representa el voltaje de terminal de la fase C.
n	Representa cada una de las tres fases.
$m_n(t)$	Señal de modulación de cada una de las tres fases.

$r_e i_n(t)$ Valor óhmico caída de voltaje de cada una de las tres fases.

La pérdida de potencia P_{loss} del convertidor DC / AC de medio puente viene dada por (7).

$$P_{loss} = V_{DC} \left(\frac{Q_{rr} + Q_{tc}}{T_s} \right) + V_e |i| + r_e i^2 \quad (7)$$

Por lo tanto, la pérdida de potencia del VSC de dos niveles es la suma de las tres fases [9][14][21].

2.3 Pérdidas de potencia activa

Los sistemas de energía actuales son esencialmente sistemas dinámicos con estrictos requisitos de alta confiabilidad para la disponibilidad de energía eléctrica, la confiabilidad depende de que el sistema de energía retenga una operación estable durante la operación en estado estacionario y también después de perturbaciones, por lo tanto las pérdidas de potencia activa, medidas en W, kW o MW, representan uno de los principales parámetros de rendimiento de los SEP [2][22][23], teniendo que utilizar sistemas de transmisión a su máxima capacidad térmica. Dentro de los aspectos principales que se deben analizar son los siguientes:

2.3.1 Análisis de flujos de potencia con restricciones de pérdidas de potencia activa en sistemas HVDC

En la modelación de los sistemas de transmisión HVDC de dos terminales, se toma en cuenta que cada uno de los convertidores se modela similarmente que un dispositivo STATCOM, de esta manera la incorporación de sistemas de transmisión HVDC en cálculos de flujos de potencia presentan diferencias a ser consideradas [22][23], como es el caso

del análisis de la potencia activa absorbida por el dispositivo rectificador que incluye las todas las perdidas como la potencia programada P_{HVDC} a través de la línea de transmisión DC mediante el extremo del dispositivo del rectificador hacia el extremo de DC del dispositivo inversor, de tal forma el error de potencia en el nodo 0 del circuito equivalente del dispositivo rectificador viene dada por (8).

$$\Delta P_{0vR} = -P_{HVDC}^{esp} - P_{0vR}^{cal} \quad (8)$$

Se analiza que el signo negativo de P_{HVDC} por el enlace, representa la salida del nodo 0 hacia la línea de transmisión y la potencia que llega al inversor, manteniendo el voltaje DC fijo del rectificador viene dada por (9).

$$P_{0vl}^{esp} = P_{HVDC}^{esp} - R_{DC} * I_{DC}^2 \quad (9)$$

Donde:

ΔP_{0vR}	Representa el error de potencia activa.
P_{HVDC}^{esp}	Representa las pérdidas de potencia programada.
P_{0vR}^{cal}	Representa la potencia calculada.
P_{0vl}^{esp}	Representa la potencia especifica manteniendo el voltaje fijo de DC.
R_{DC}	Representa la resistencia de la línea DC.
I_{DC}^2	Representa la corriente que circula por la línea de transmisión DC.

2.3.2 Pérdidas de potencia en líneas

Las pérdidas de las líneas son las que se obtienen calculando en base a los parámetros del equipo de la red, datos operativos, fallas del elemento y el flujo de potencia del SEP [24][25].

$$P_{per} = U_R * I = R_T * I^2 \quad (10)$$

$$P_{per} = R_T * \left(\frac{P^2 + Q^2}{U_f^2} \right) \quad (11)$$

Donde:

P_{per}	Representa las pérdidas de potencia en las líneas.
U_R	Representa el voltaje de la línea.
I	Representa la corriente que circula por la línea.
R_T	Representa la resistencia de la línea.
$\frac{P^2 + Q^2}{U_f^2}$	Representa la corriente compleja que circula por la línea de transmisión con un punto de voltaje de referencia final.

De las ecuaciones (10) y (11) se puede decir que para poder disminuir las pérdidas de potencia en líneas se puede reducir R_T , aumentar U_R o disminuir Q [24][25].

2.3.3 Pérdidas en transformadores

Al calcular las pérdidas técnicas de energía en un transformador se debe tomar en cuenta las normas, reglamentos y los parámetros del transformador especificados en la hoja de datos y de tal manera se podrían analizar todas las pérdidas de potencia activa (12) que pertenecen a un determinado transformador [24][25][26].

$$\Delta P_T = \Delta P_0 + \beta^2 + \Delta P_{SC} + \Delta P_S \quad (12)$$

Donde:

ΔP_T	Pérdidas de potencia activa total en el transformador.
ΔP_0	Pérdidas en el transformador sin carga de servicio.

ΔP_{SC} Pérdidas en el transformador durante el servicio de cortocircuito.

ΔP_S Pérdidas de potencia activa suplementarias en el transformador cuando está equipado con un sistema de enfriamiento.

β Coeficiente de carga del transformador.

2.4 MVMO

La Optimización por Mapeo Media Varianza (MVMO) es una técnica de optimización heurística basado en una función de mapeo especial, mutación y cruce entre los elementos más aptos. Está fundamentada en la búsqueda de soluciones candidatas dentro de un rango de espacio de búsqueda, mediante la cual se normalizan todas las variables de decisión y optimización, es decir dentro del rango [0, 1] para todas las variables de optimización y la descendencia se genera mediante los factores de correlación encontrados de las mejores soluciones [8] [26][31]. En base a la media y la varianza se encuentra una función de mapeo que se ajusta al espacio mediante el cual se desenvuelve la búsqueda del algoritmo para acercarse a las soluciones más optimas, generando un conjunto de las n-mejores soluciones obtenidas hasta ese momento y son guardadas en un archivo de memoria que se va actualizando continuamente entre cada iteración. Hasta encontrar una única solución óptima encontrada hasta ese momento y que se encuentre dentro de los parámetros de restricción [8][26][32].

2.4.1 Antecedentes

Entre los algoritmos emergentes en la optimización de mapeo media varianza (MVMO), que inicialmente es un enfoque que se centra en una sola solución, es

decir la evolución de una solución candidata única [8][26].

- *MVMO Clásico*: El algoritmo de optimización opera en una solución única en un espacio de búsqueda interna de todas las variables, mediante un rango restringido a $[0, 1]$, es una precondition para usar la función de mapeo, que garantiza que la descendencia generada se encuentre siempre de los límites de búsqueda. El MVMO solo requiere solo una evaluación de la amplitud por cada iteración independientemente del número de individuos que se almacenan en el archivo de solución [26][27].
- *MVMO Enjambre*: Es un método de optimización que se utiliza para la resolución de problemas de despacho óptimo de potencia reactiva, mediante el cual se extiende la búsqueda global del modelo original del MVMO, que inicia su búsqueda mediante un conjunto de partículas, es decir un enjambre que tienen cada una su propia memoria con un archivo de actualización de forma continua, permitiendo el intercambio de información y reducción dinámica del tamaño del enjambre a través de reglas simples, incorporando un esquema mejorado para la asignación del factor de forma y una penalización dinámica [8][26][27].

2.4.2 Formulación matemática

El MVMO utiliza un simple concepto de descendencia (padre-hijo), que incorpora información de desempeño de los n mejores resultados almacenados en el archivo de memoria a través de la media y la varianza. La estructura general del

MVMO se ilustra en la Figura 5 [8][21][26].

En la formulación matemática descrita en [8], es recomendable comenzar con el proceso de búsqueda con un pequeño f_s y conforme avanza la optimización se va incrementando (13).

$$f_s = f_s^* \cdot (1 + rand) \quad (13)$$

Si la exactitud necesita ser mejorada la ecuación (13) puede ser añadida para permitir un incremento progresivo de f_s^* . Los valores iniciales de d_i son definidos en (14) para todas las variables al inicio de la optimización descritos en [8][26][33].

$$d_i = d_i / \Delta d \quad (14)$$

Por lo tanto, los valores de d_i siempre oscilan alrededor del factor actual S_i , mientras Δd varía aleatoriamente alrededor del valor $1 + \Delta d_0$ con la amplitud de Δd_0 ajustado en (15).

$$\Delta d_0 = \Delta d_0^{ini} + \left(\frac{i}{i_{final}} \right) (\Delta d_0^{final} - \Delta d_0^{ini}) \quad (15)$$

En esta etapa, la búsqueda se ejecuta con $S_{i1} = S_{i2} = 0$ que corresponde con una línea recta entre cero y uno como la función de mapeo [26].

Donde:

i	Representa el número de iteración.
f_s^*	Valor más pequeño de f_s .
$rand$	Numero aleatorio en el rango de $[0, 1]$.
d_i	Valores iniciales.
Δd_0	Factor de amplitud de los valores.
S_i	Factores de forma.

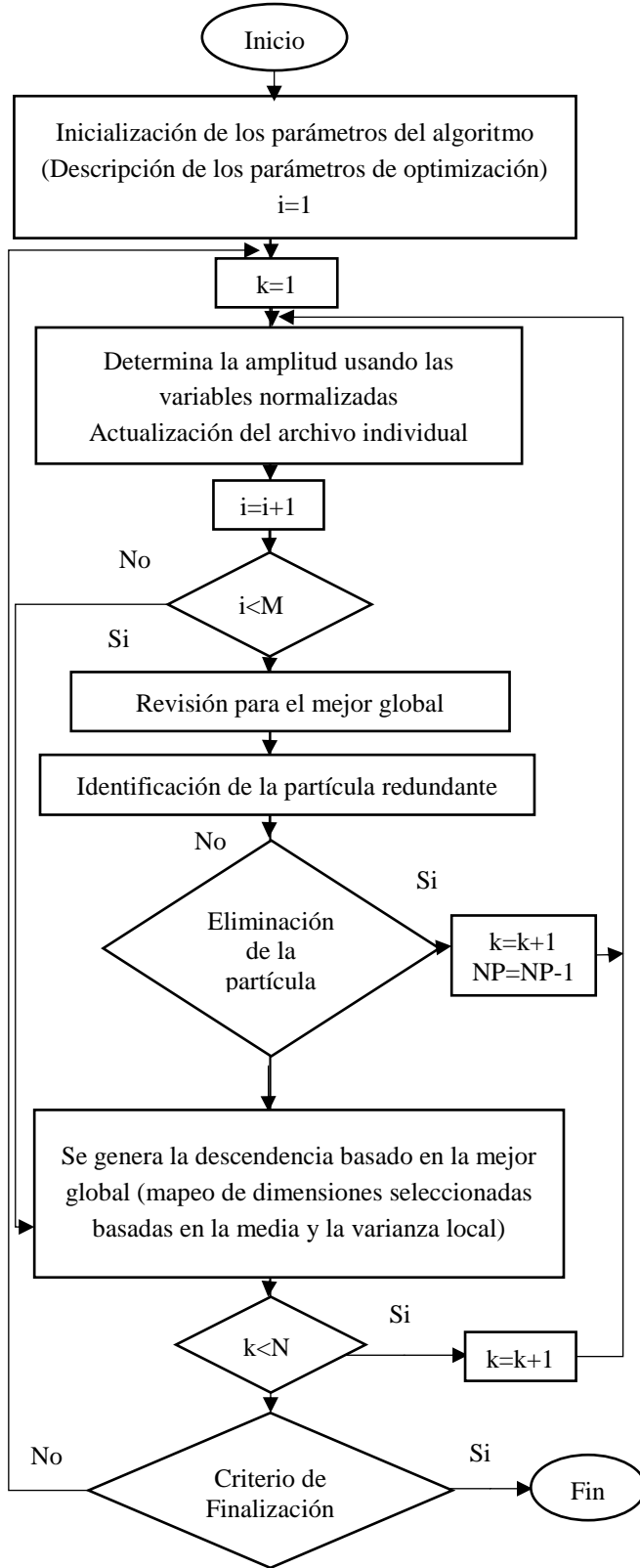


Figura 5. Estructura general del MVMO.

Para el manejo de restricciones cada solución potencial es evaluada por su medición de amplitud (16), y ρ es un factor de penalización determinado en (17).

$$f' = f + \rho n_{cv} * \sum_{i=1}^n \max[0, gi]^2 \quad (16)$$

$$\rho = \rho_{ini} \quad (17)$$

$$\rho = \rho_{ini} + \left(\frac{i - i_{first}}{i_{final} - i_{first}} \right)^2 (\rho_{final} - \rho_{ini}) \quad i > i_{first} \quad (18)$$

Para aplicar la ecuación (17) se lo realiza siempre y cuando ninguna solución factible para x_i sea obtenida.

Donde:

- f Valor de la función objetivo.
- i Conteo de iteraciones.
- n_{cv} Número de infracciones de las restricciones.
- g_i Representa la restricción. i -th.
- ρ Factor de penalización.
- ρ_{ini} Asignación de un valor bajo del factor de penalización.
- i_{first} Conteo de iteraciones cuando la primera solución factible es encontrada.

Una vez que sean encontradas las soluciones factibles, el factor de penalización aumenta cuadráticamente con la iteración i desde ρ_{ini} hasta ρ_{final} .

La media (19) y la varianza (20) son calculadas después de cada actualización del archivo para cada dimensión.

$$x'_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x_i(f) \quad (19)$$

$$v_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n (x_i(f) - x'_i)^2 \quad (20)$$

$$x'_i = random() \quad (21)$$

$$S_i = -\ln(v_i) \cdot f_s \quad (22)$$

Los valores aleatorios generados son transformados basados en la media y la varianza de la mejor población, la transformación y la función correspondiente en (21) y (22) son las características claves del algoritmo MVMO [26][27].

Donde:

- j Tamaño de la población.
- x'_i Valor de inicialización x_i .
- v_i Representa la varianza definida para $v_i = 0$.
- f_s Parámetro para definir varias pendientes.
- S_i Función de mapeo caracterizado por x_i .

La función de transformación se ilustra en la Figura 6.

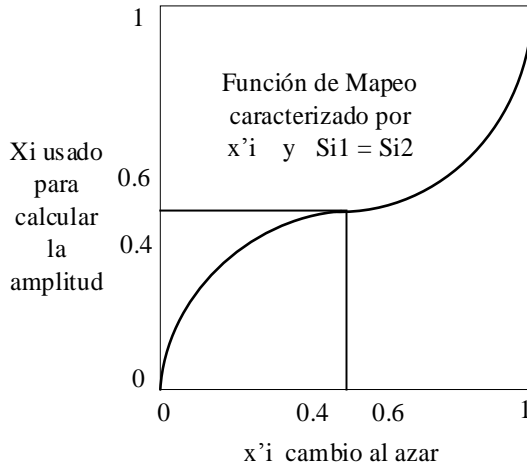


Figura 6. Función de mapeo y transformación.

3 Formulación de minimización de pérdidas

Mediante la formulación de minimización de pérdidas se simula el mecanismo de control sobre el voltaje mediante la inyección o reducción de potencia reactiva en cada una de las barras de

conexión del sistema eléctrico de prueba de una red HVDC multi-terminal [22][23][24]. Se analiza la minimización de pérdidas de potencia activa en (23) y (24).

$$F.O.: \min_p = \sum_{i=1}^n P_{Li} \quad (23)$$

$$P_{Li} = I^2 \cdot R_T \quad (24)$$

Donde:

- $F.O.: \min_p$ Representa la función objetivo de minimización de pérdidas.
- P_{Li} Representa las pérdidas de potencia en la línea.
- I Representa la corriente que circula por la línea.
- R_T Representa la resistencia de la línea.

Tomando en cuenta la ecuación (23), la minimización de pérdidas de potencia activa es igual a la sumatoria desde $i = 1$ hasta n de todos los valores de P_{Li} de los elementos de transmisión existentes. Las pérdidas en estos elementos son las que se obtienen calculando en base a los parámetros del equipo de la red, datos operativos y flujo de potencia que se encuentran descritas en la ecuación (24). Así mismo, se consideran en este problema las de restricciones de voltaje en (25) y potencia (26).

$$S.A: V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (25)$$

$$S_i \leq S_{max} \quad (26)$$

Donde:

- i Elemento de transmisión.
- P_{Li} Perdidas de potencia activa en el elemento de transmisión i .
- V_i Voltaje del elemento i de transmisión.

S_i Potencia del elemento i de transmisión.

4 Implementación del modelo de optimización en el software DIgSILENT PowerFactory

La implementación del modelo matemático propuesto en el presente artículo de investigación es resuelta en el software DIgSILENT PowerFactory. El modelo matemático es aplicado en la red de prueba CIGRE B4 DC, tomando en cuenta que a cada elemento gráfico insertado le corresponde un tipo de modelo que contenga los distintos parámetros eléctricos que lo define, de tal forma que puede ser aplicado dentro de un sistema eléctrico de potencia y ejercer el control sobre el voltaje [26].

4.1 Lenguaje DPL

En el lenguaje DPL (DIgSILENT Programming language), es posible realizar todas las acciones requeridas en el diagrama de la red de prueba CIGRE B4 DC, se puede ajustar o cambiar los parámetros del elemento de la red durante la simulación, realizar el cálculo del flujo de carga, así como recopilar y guardar los resultados para su posterior análisis. Esta funcionalidad permite la creación de nuevas funciones de cálculo definidas por el usuario [26][27][28].

Las características principales de DPL comprenden un lenguaje de programación particular, similar a C++ que ofrece disponibilidad de funciones aritméticas y estándar, así como otros tipos de funciones de programación, incluido el manejo de vectores y matrices. La entrada al script DPL pueden ser parámetros de entrada predefinidos, objetos individuales del diagrama unifilar, elementos de la base de datos y un conjunto de objetos o elementos [26]. Esta información de

entrada se puede evaluar utilizando funciones y variables internas dentro del script [28][29][30].

Después de crear el comando MVMO DPL, el diálogo principal se utiliza para especificar los parámetros principales del MVMO que se puede modificar para controlar la optimización mediante el diálogo de opciones básicas de MVMO DPL donde la sección parámetros de entrada contiene el número de población que se guardará en el archivo, el número de restricciones (si existe), el número de evaluaciones de funciones (criterio de parada definido de MVMO), el factor de escala inicial f_s y el contador de salida que define el intervalo de evaluaciones después del cual los resultados se imprimirán en la ventana de salida de PowerFactory [30][31]. Las variables de programación se incluyen en el código de programación DPL, la secuencia de comandos DPL se ha estructurado para incorporar todas las etapas presentadas en el procedimiento de búsqueda de la técnica MVMO [31][32][33].

4.2 Sistema de prueba

El desarrollo de las redes HVDC multi-terminal, es de interés a nivel académico sobre la cual se puedan realizar los distintos estudios eléctricos que emulen el comportamiento que estos sistemas eléctricos puedan tener realmente y de tal manera establecer su factibilidad de implementación a gran escala [26][34]. Una red multi-terminal, se la define como aquel sistema eléctrico donde al menos tres estaciones convertidoras se encuentran interconectadas mediante topologías radiales o malladas.

La red CIGRE B4 DC es un sistema de prueba que cubre las distintas variantes topológicas de una red HVDC multi-terminal, y se presenta como una muy buena alternativa de banco de estudios

para analizar cualquier ámbito de este tipo de sistemas de potencia [8][34][35]

La red CIGRE B4 DC se compone de dos sistemas AC onshore (A0 y A1), cinco sistemas AC offshore (C1, C2, D1, E1 y F1) y nodos DC sin conexión AC (B4 y B5). Las barras onshore se denominan “Ba”, las barras offshore se denominan “Bo”, las barras de conexión con convertidores tipo monopolo simétrico se denominan “Bm” y las barras de convertidores tipo bipolo se denominan “Bb”. Las estaciones de convertidores monopolo simétrico se nombran “Cm”, las estaciones de convertidores bipolo se nombran “Cb” y las estaciones de convertidores DC/DC se nombran “Cd” [5][26]. El diagrama unifilar de la red se ilustra en la Figura 7, donde se detalla la composición de la red, sus distintas topologías de transmisión con sus longitudes expresadas en kilómetros.

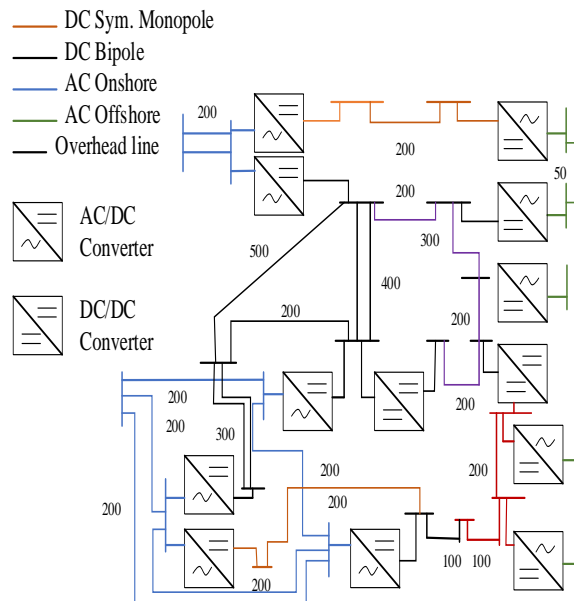


Figura 7. Red HVDC multi-terminal CIGRE B4 DC.

Para la modelación de convertidores AC/DC, PowerFactory dispone de la configuración de dos niveles y de la configuración MMC [26]. De acuerdo con

las especificaciones de los convertidores AC/DC de la red CIGRE B4 DC son de tipo VSC-MMC [5]. Una estación convertidora DC/DC en PowerFactory pueden tener convertidores elevadores (Boost) o reductores (Buck), la limitación que poseen estos convertidores en PowerFactory es la imposibilidad de fijar el flujo de potencia en sus terminales. La red modelada en PowerFactory se ilustra en la Figura 8.

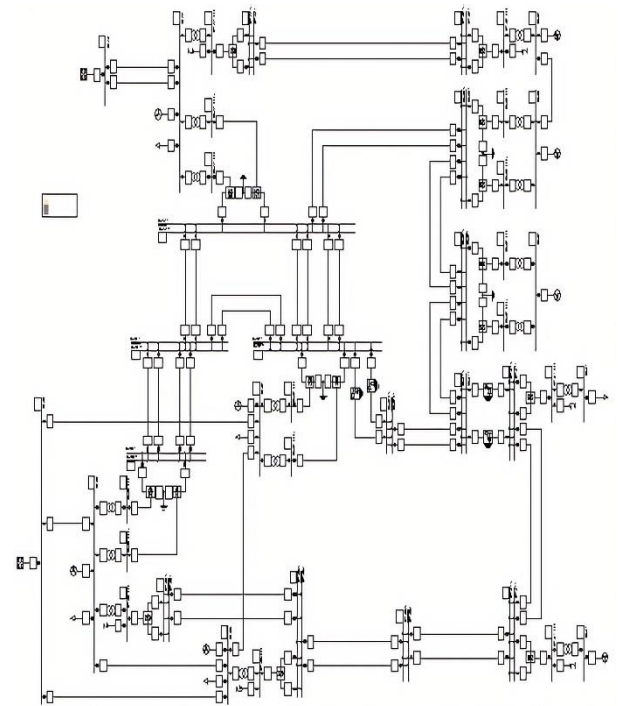


Figura 8. Red HVDC CIGRE B4 DC en PowerFactory.

4.3 Algoritmo

Algoritmo MVMO

Paso 1:

Inicio

Paso 2:

Normalización de variables.

Definición del espacio de memoria.

Paso 3:

Resolución de flujo de potencia mediante Newton Raphson.

Paso 4: INICIALIZACIÓN DEL ALGORITMO MVMO

Establecer el vector considerado y la varianza a 1 (n valores de vector), el tamaño de la población dinámica n y el número inicial de variables seleccionadas para la mutación.

Paso 5:

Establecer parámetros usados en la transformación como el factor de escalamiento fs, el factor de asimetría y el valor inicial del factor de forma Sd.

Paso 6:

Definir el vector que almacena el número de variables cambiadas aleatoriamente.

Paso 7:

Creación de un vector igual al número de restricciones

Paso 8: PROCESO ITERATIVO

Inicia el bucle principal: con los parámetros de optimización, función objetivo y restricciones.

Paso 9:

Ejecución de optimización para cada iteración.

Paso 10:

Llamado, ejecución y resultados de la función objetivo.

Paso 11:

Penalización por mal estado físico:

Aplicar la penalización por cada iteración en nuestro caso, la condición física es igual al valor de la función objetivo.

x_penalización= 0

Paso 12:

Comprobación de la viabilidad:

Si el valor de la función objetivo es igual a x_penalización, entonces:

v_viable= 1

Paso 13:

Almacenar las mejores soluciones n para el archivo y actualización de los resultados obtenidos.

Paso 14:

Cálculo de la media y varianza.

Paso 15:

Se genera la descendencia basado en la mejor global (mapeo de dimensiones seleccionadas basadas en la media y la varianza local)

Paso 16: CORRECCIÓN

Crear la trama de convergencia y errores.

Paso 17:

Nuevamente calcular y crear el vector de errores y calcula el error dentro del lazo, repetir los Pasos del 4 al 7, hasta cumplir la condición del lazo del Paso 11 y 12.

Paso 18: FIN DEL LAZO PRINCIPAL

Realizar el cálculo y actualización de los valores obtenidos.

Paso 19:

Se procede a generar la gráfica de resultados de optimización del perfil de potencias.

Paso 20:

Finalizar

5 Análisis de resultados

En la aplicación del modelo matemático propuesto para una red HVDC multi-terminal con el uso de la técnica de optimización MVMO en el sistema eléctrico de prueba que se ilustra en la

Figura 8, se determinan los valores cuasi-óptimos que permiten alcanzar el voltaje objetivo en los elementos eléctricos que se ejerce control, y de tal forma obtener una minimización de pérdidas de potencia en el sistema eléctrico.

5.1 Flujo de potencia base

Considerando el sistema de prueba, se determina el flujo de potencia bajo condiciones iniciales para el presente sistema de potencia. El ajuste de los parámetros del sistema de control previo a la simulación de un evento debe contemplar pruebas en estado estacionario y verificar que no exista cambio en las variables del sistema en ausencia de incidencias externas a la estación convertidora.

Los resultados del flujo de potencia se analizan en X_denorm_best, mediante la técnica MVMO en condiciones iniciales de operación para el presente sistema de potencia se muestran en la Tabla 1, considerando que ningún valor de parámetros de restricción está habilitado para realizar la actividad de control.

Tabla 1. Parámetros iniciales de voltaje de la red CIGRE B4 DC.

Vector	X denorm	X denorm_ best	X_norm	X norm_ best
1	1.01	0.97	0	0.74
2	1.01	0.97	-	0.73
3	1.01	0.97	-	0.23
4	1.01	0.97	-	-
5	1.01	0.97	-	-
6	1.01	0.97	-	-
7	1.01	0.97	-	-
8	1.01	0.97	-	-

El propósito del presente trabajo al modelar la red CIGRE B4 DC es ajustar el valor del voltaje en los VSC, para conseguir una magnitud de voltaje en un valor deseado en la barra de conexión,

obteniendo una minimización de pérdidas de potencia en el presente sistema.

5.2 Resultados de la optimización

Los resultados se analizan en tres casos, como se describen a continuación, en función de los parámetros de restricción para realizar el ajuste y obtener valores deseados que se encuentren dentro de los rangos de operación aceptables para el presente sistema, con resultados de 4000 iteraciones como valor máximo, con pasos de 50 entre cada iteración, para obtener mejores resultados de convergencia.

5.2.1 Caso 1

Ajuste del parámetro de restricción del rango de voltaje al aplicar la técnica MVMO, utilizando datos de inicialización de 1 [p.u], los datos de restricción de voltaje se ilustran en la Tabla 2, tomando en cuenta:

$$R_i < \text{Vector}_i < R_s \quad (27)$$

Tabla 2. Parámetros de restricción de voltaje con el uso de la técnica MVMO para el caso 1.

Vector_i	Ri	Rs
1	0.99	1.01
2	0.99	1.01
3	0.99	1.01
4	0.99	1.01
5	0.99	1.01
6	0.99	1.01
7	0.99	1.01
8	0.99	1.01

Donde:

- i Elemento del índice del vector.
- R_i Representa el rango inferior.
- R_s Representa el rango superior.

5.2.2 Caso 2

Ajuste del parámetro de restricción del rango de voltaje al aplicar la técnica

MVMO, se ajustan los datos de inicialización de R_i y R_s descritos en (25) para el sistema de prueba tomando en cuenta los resultados obtenidos del caso 1, los datos de restricción se ilustran en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros de restricción de voltaje con el uso de la técnica MVMO para el caso 2.

Vector_i	Ri	Rs
1	0.998	1.001
2	0.998	1.001
3	0.998	1.001
4	0.998	1.001
5	0.998	1.001
6	0.998	1.001
7	0.998	1.001
8	0.998	1.001

5.2.3 Caso 3

Se considera ajustar más detalladamente ampliando o reduciendo el rango de voltaje y los parámetros de inicialización de R_i y R_s previo al flujo de potencia del presente sistema, basándose en los datos obtenidos del caso 1 y 2, con el fin de obtener mejores resultados, los parámetros de voltaje se ilustran en la Tabla 4.

Tabla 4. Parámetros de restricción de voltaje con el uso de la técnica MVMO para el caso 3.

Vector_i	Ri	Rs
1	0.98	1.01
2	0.98	1.01
3	0.98	1.01
4	0.98	1.01
5	0.98	1.01
6	0.98	1.01
7	0.98	1.01
8	0.98	1.01

5.3 Flujo de potencia luego de la optimización

Se obtienen los resultados de voltaje y potencia de pérdidas para los casos

descritos anteriormente. En las gráficas mostradas a continuación se presentan los valores de potencia finales, con el uso de la técnica MVMO para la minimización de pérdidas con 4000 valores de iteraciones con pasos de 50 datos, para los tres casos se ilustran en la Figura 9.

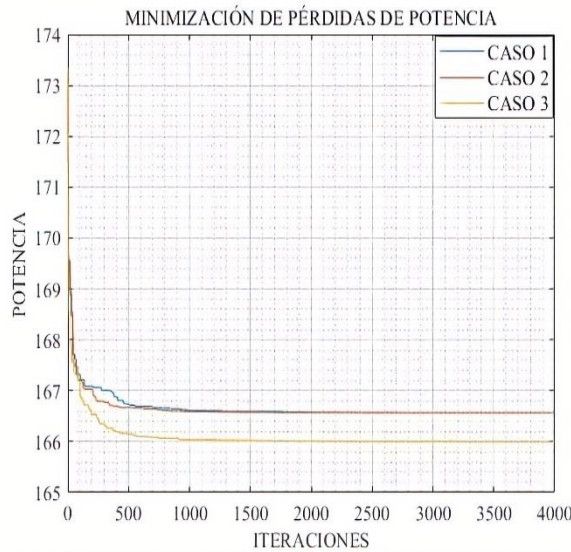


Figura 9. Resultados de la minimización de pérdidas de potencia para los tres casos.

Los resultados de voltaje finales del sistema de potencia para el caso 1 se analizan en los valores de X_{denorm_best} , los cuales se ilustran en la Tabla 5.

Tabla 5. Parámetros finales de voltaje del Sistema de Potencia del caso 1.

Vector	X denorm	X denorm_ best	X_norm	X norm_ best
1	1.009	1.009	0.998	0.998
2	1.003	1.003	0.682	0.666
3	1.009	1.009	0.999	0.999
4	1.009	1.009	0.997	0.999
5	0.990	0.990	0.000	0.000
6	1.009	1.009	0.999	0.999
7	1.01	1.01	0.997	0.999
8	1.01	1.01	0.999	0.999

Al ajustar los parámetros de restricción del voltaje mostrados en la Tabla 3, Para

el caso 2 se obtienen los siguientes resultados de los valores de voltaje finales después del flujo de potencia que se presentan en X_{denorm_best} , analizando que algunos voltajes obtenidos se encuentran en el rango mínimo R_i de restricción para el uso de la técnica de optimización MVMO, como se ilustran en la Tabla 6.

Tabla 6. Parámetros finales de voltaje del Sistema de Potencia del caso 2.

Vector	X denorm	X denorm_ best	X_norm	X norm_ best
1	1.009	1.009	0.999	0.999
2	0.996	0.995	0.341	0.298
3	1.009	1.009	0.999	0.999
4	1.01	1.01	0.999	0.999
5	0.990	0.990	0.077	0.000
6	1.009	1.009	0.999	0.999
7	1.995	1.01	0.999	0.999
8	1.01	1.01	0.999	0.999

En base a los resultados de los casos 1 y 2 se amplía el parámetro de restricción de voltaje y valores de inicialización de en R_i y R_s cercanos a los obtenidos de los casos anteriores, se obtiene los siguientes resultados de voltaje finales después del flujo de potencia para el caso 3 se presentan en X_{denorm_best} , los cuales se acercan más favorablemente a los parámetros de restricción y a la convergencia del sistema, como se ilustra en la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros finales de voltaje del Sistema de Potencia del caso 3.

Vector	X denorm	X denorm_ best	X_norm	X norm_ best
1	1.009	1.009	0.999	0.999
2	0.990	1.003	0.767	0.767
3	1.01	1.01	0.999	0.999
4	1.01	1.01	0.973	0.999
5	0.980	0.980	0.013	0.013
6	1.009	1.009	0.998	0.999
7	1.009	1.01	0.999	0.999
8	1.01	1.01	0.999	0.999

Se presentan los resultados finales de las pérdidas de potencia de los tres casos, descritos anteriormente, los cuales se ilustran en la Tabla 8.

Tabla 8. Resultados finales de minimización de pérdidas.

Casos	Pérdidas Iniciales	Pérdidas Finales
CASO 1		166,56
CASO 2	172,23	166,566
CASO 3		165,998

Para una mejor comprensión de los resultados obtenidos, con la restricción del rango de voltaje mediante el uso de la técnica MVMO, se ha desarrollado una gráfica de comparación con los resultados obtenidos de las pérdidas iniciales y las pérdidas finales, como se ilustra en la Figura 9.

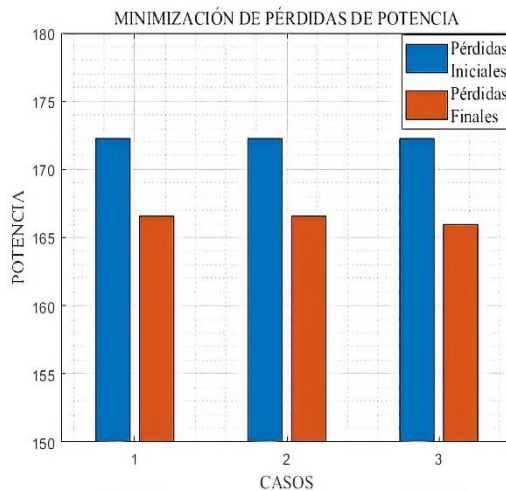


Figura 10. Comparación de resultados de la minimización de pérdidas de potencia para los tres casos.

De la Tabla 8 se concluye que en los tres casos se alcanza el valor deseado para la minimización de pérdidas de potencia de la red de prueba propuesta, tomando como mejores resultados los obtenidos en el caso 3.

Los resultados del perfil de magnitud de voltaje en [p.u] de los tres casos se ilustran en la Tabla 9.

Tabla 9. Resultados finales del perfil de voltaje en [p.u].

Vector	Caso 1	Caso 2	Caso 3
1	1.009	1.009	1.009
2	1.003	0.995	1.003
3	1.009	1.009	1.01
4	1.009	1.01	1.01
5	0.990	0.990	0.980
6	1.009	1.009	1.009
7	1.01	1.01	1.01
8	1.01	1.01	1.01

Mediante los resultados obtenidos sea logrado obtener un control cuasi-óptimo de los voltajes de operación en los convertidores de un sistema HVDC para reducir las pérdidas de potencia activa, los resultados del perfil de magnitud de voltaje se ilustran en la Figura 11.

De la tabla 9 se obtienen los resultados del perfil de magnitud de voltaje del sistema propuesto, los cuales cumplen con los parámetros de convergencia y restricción establecidos para la optimización, tomando como mejores resultados los obtenidos del caso 3.

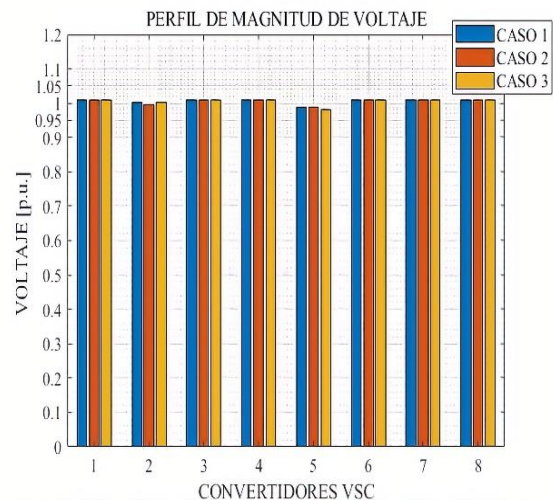


Figura 11. Resultados del perfil de magnitud de voltaje para los tres casos.

6 Conclusiones

Los resultados obtenidos mediante la modelación matemática propuesta en el presente trabajo para una red de prueba HVDC multi-terminal ha permitido obtener un modelo de optimización de pérdidas de potencia, con el uso y aplicación de la técnica MVMO, mediante el cual se han encontrado valores cuasi-óptimos para una mejor operación de la transmisión en corriente directa.

La técnica de optimización analizada en el presente trabajo funciona de manera adecuada y sus resultados corresponden a los conocidos para el sistema de prueba, obteniendo una diferencia entre cada caso analizado por el tiempo del cálculo y la convergencia del sistema.

Mediante los cambios y modificaciones en el perfil de magnitud de voltaje de inicialización en los convertidores de la red de prueba, con la aplicación de la técnica de optimización se ha encontrado una minimización de pérdidas de potencia con respecto a las pérdidas iniciales del presente sistema, obteniendo resultados favorables en los casos de estudio.

Mediante la resolución del modelo matemático propuesto en el software DIgSILENT PowerFactory con el uso del lenguaje de programación DPL, se permite establecer el control de voltaje en los VSC que se ejerce control, lo que permite modificar y redireccionar el flujo de potencia reactiva y minimizar las pérdidas del sistema, logrando liberar la capacidad de transmisión y mejorar la transferencia de potencia activa en la red del presente sistema HVDC multi-terminal.

6.1 Trabajos futuros

Mediante los resultados obtenidos en el presente trabajo, se pueden realizar las siguientes temáticas:

- Implementar un sistema de control de frecuencia en aquellas estaciones convertidoras que tienen generación asincrónica en su terminal AC.
- Dimensionar, diseñar y coordinar los esquemas de protecciones eléctricas que son necesarios para que los sistemas MTDC puedan tener una operación segura y confiable.
- Desarrollar un estudio de estabilidad de voltaje de largo plazo, a fin de encontrar los puntos de colapso de voltaje en función de la potencia que se transmita a través de líneas y cables.
- Desarrollar estudios eléctricos incorporando a la red CIGRE B4 DC modelos más completos de redes externas y generación en los nodos correspondientes, para analizar desde un punto de vista más real la red multi-terminal.

7 Referencias

- [1] A. F. Porras-Ortiz, J. Layedra, and H. Arcos, "Active power loss minimization in the Santa Cruz and Baltra hybrid energy system using particle swarm optimization," *2015 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Lat. Am. ISGT LATAM 2015*, pp. 429–434, 2016.
- [2] Z. Yang, C. Zhang, and L. Ge, "Model free adaptive fuzzy supervisory control design for electric power system," *Int. Conf. Adv. Mechatron. Syst. ICAMEchS*, no. 1, pp. 274–278, 2014.

- [3] O. P. M. Abdelhay A. Sallam, "Power System Stability Modelling, analysis and control.," 2015.
- [4] A. Y. N. R. Chaudhuri, B. Chaudhuri, R. Majumder, "Multi-terminal direct-current grids: modeling, analysis, and control," 2015.
- [5] CIGRE WG B4.57, "Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid (CIGRE - 604)," *Katalog BPS*, vol. XXXIII, no. 2, pp. 81–87, 2014.
- [6] J. L. Rueda, J. C. Cepeda, and I. Erlich, "Estimation of location and coordinated tuning of PSS based on mean-variance mapping optimization," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2012.
- [7] D. Panchi and H. Arcos, "Tuning of the Power System Stabilizers of the Ecuadorian National Interconnected System - Application and Comparison of Heuristic Methods in Multi-Machine Environment Sintonización de los Estabilizadores de Sistemas de Potencia del Sistema Nacional Interc," no. 14, pp. 26–32, 2018.
- [8] R. X. L. TORO, "Reconfiguración De Redes De Distribución De Energía Eléctrica Basada En Optimización De Mapeo Media-Varianza," p. 145, 2014.
- [9] W. Engineering, "High Voltage DC (HVDC) Transmission," 2018.
- [10] H. Li and B. Liu, "Loss analysis simulation of SVC / DC Deicer under SVC mode," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2016-Decem, pp. 2564–2568, 2016.
- [11] F. Luo, Y. Hou, Y. Wang, F. Liu, W. Li, and Z. Li, "Emergency Control Method of the Reactive Compensation Devices near the Inverter Stations to Reduce Power Impact of HVDC Commutation Failure on the Power Grid," *2018 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2018 - Proc.*, no. 201804270000353, pp. 2557–2562, 2019.
- [12] H. Zhao and B. Yang, "A Novel Conception for HVDC Transmission Capacity Expansion and Its Control Strategy," *Proc. - 2018 IEEE Int. Power Electron. Appl. Conf. Expo. PEAC 2018*, pp. 1–6, 2018.
- [13] M. Ramirez, R. Castellanos, J. G. Calderon, and O. P. Malik, "Impact Assessment of a VSC-HVDC Link on the Oscillation Modes of a Multi-machine System," *Proc. 2018 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Exhib. - Lat. Am. T D-LA 2018*, pp. 4–8, 2018.
- [14] W. Engineering, "Flexible AC Transmission Systems (FACTS) and Renewable Energy Sources (RES)," 2018.
- [15] A. Kumar, S. Jhampati, and R. Suri, "HVDC Converter Stations Design for LCC Based HVDC Transmission System-Key Consideration," *2017 14th IEEE India Counc. Int. Conf. INDICON 2017*, 2018.
- [16] C. Zou *et al.*, "Analysis of Resonance between a VSC-HVDC Converter and the AC Grid," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 12, pp. 10157–10168, 2018.
- [17] A. A. Sallam and O. P. Malik, *Power system stability: Modelling, analysis and control*. 2015.
- [18] and K. R. N. S. Ratra, R. Tiwari, *Voltage stability assessment in power systems using line voltage stability index*. 2018.

- [19] Z. Qhuj, "study on voltage control in distribution network with renewable energy integration," 2017.
- [20] Chistian Francisco Bonilla Sanchez, "Transacciones y remuneracion de potencia reactiva en el MEN," p. 246, 1385.
- [21] Amirnaser Yazdani Y Reza Iravani, *VOLTAGE-SOURCED CONVERTERS IN POWER SYSTEMS*. 2012.
- [22] N. A. Belyaev, N. V. Korovkin, V. S. Chudny, and O. V. Frolov, "Reduction of active power losses in electric power systems with optimal placement of FACTS devices," *Proc. 2015 IEEE North West Russ. Sect. Young Res. Electr. Electron. Eng. Conf. ElConRusNW 2015*, pp. 150–154, 2015.
- [23] M. N. Iqbal, A. Mahmood, A. Amin, and H. Arshid, "Voltage regulation and power loss minimization by using unified power flow control device," *2019 Int. Conf. Eng. Emerg. Technol. ICEET 2019*, no. 1, pp. 1–9, 2019.
- [24] M. G. Carranza, "Incorporación de Dispositivos FACTS y Transmisión HVDC en el Cálculo de Flujos de," pp. 109–120.
- [25] B. Chen, K. Xiang, L. Yang, Q. Su, D. Huang, and T. Huang, "Theoretical Line Loss Calculation of Distribution Network Based on the Integrated electricity and line loss management system," *China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED*, no. 201804270001153, pp. 2531–2535, 2018.
- [26] J. L. Rueda and I. Erlich, "Testing MVMO on learning-based real-parameter single objective benchmark optimization problems," *2015 IEEE Congr. Evol. Comput. CEC 2015 - Proc.*, pp. 1025–1032, 2015.
- [27] F. Gonzalez-Longatt and J. Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. 2014.
- [28] K. Rouzbehi A. Miranian J. I. Candela A. Luna and P. Rodriguez, "'A Generalized Voltage Droop Strategy for Control of Multiterminal DC Grids,'" *IEEE Trans.* 2015.
- [29] DIgSILENT Ibérica y Universidad Carlos III de Madrid, "CIGRE WG B4.57 and B4.58 DC Grid Test System. Part 1: Load Flow Model in DIgSILENT PowerFactory," *IEEE*, 2016.
- [30] J. S. Munshi A. Kumar S. Chakravorthy R. Suri R.A. Mukhedkar and Coady, "Labrador-Island Link ± 350 kV HVDC Transmission Scheme-Key Design Aspects," *CIGRE*, Lun. 2015.
- [31] H. Liang, "Model-Free Adaptive Controller for VSC in AC / DC Distribution Networks," *2018 2nd IEEE Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr.*, pp. 1–9.
- [32] J. P. Layedra Talla, "OPTIMIZACION DE PERDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN EL SISTEMA HIBRIDO DE LAS ISLAS SANTA CRUZ Y BALTRA, UTILIZANDO UN ALGORITMO DE ENJAMBRE DE PARTICULAS (PSO)," 2015.
- [33] S.M.Elsayed R.A.Sarker and D.L. Essam, "'A new genetic algorithm for solving optimization problems,'" Vol. 27, P. 2014.
- [34] I. Erlich J.L. Rueda and S. Wildenhues, "Evaluating the Mean-Variance Mapping Optimization on the IEEE-CEC 2014 Test Suite," *IEEE World*. 2014.

- [35] C. Vinga, S. Musuroi, F. M. Frigura-Iliasa, E. Cazacu, L. Petrescu, and F. Dan Surianu, "Computational Study about the Active Power and Energy Losses of a 40 MVA 110/6 kV Transformer," *INES 2018 - IEEE 22nd Int. Conf. Intell. Eng. Syst. Proc.*, pp. 000077–000080, 2018.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 10. Matriz de estado del arte.

MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC MULTI-TERMINAL USANDO LA TÉCNICA DE OPTIMIZACIÓN MVMO																									
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Transmisión HVDC	Convertidores tipo fuente de voltaje (VSC)	Control de voltaje	Pérdidas de potencia activa	Optimización MVMO	Confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia.	Capacidad de carga de las líneas de transmisión	Pérdidas de potencia	Perfil de voltaje de acuerdo a los límites operativos admisibles	Variación de transferencia de potencia activa adecuado para el sistema	Magnitud de voltaje de ajuste para el control operativo del sistema	Límite de flujo de potencia por líneas de transmisión	Convertidores de fuente de voltaje (VSC) habilitados para el control de voltaje en el sistema	Algoritmos Iterativos	Técnica de Optimización MVMO (Mapeo de Media Varianza)	Flujo de potencia	Modelo para el ajuste cuasi-óptimo de los voltaje de operación admisibles	Modelación de la red HVDC multi-terminal	Simulación de flujos de potencia mediante el método de Newton-Raphson	Análisis del sistema de potencia mediante la Técnica de Optimización MVMO	Análisis de la magnitud del perfil de voltaje en los convertidores del sistema de transmisión HVDC	
1	2015	Active power loss minimization in the Santa Cruz and Baltra hybrid energy system using particle swarm optimization	1				✖		✖		✖														
2	2014	Model free adaptive fuzzy supervisory control design for electric power system	1				✖				✖													✖	
3	2015	Power System Stability Modelling, analysis and control	56	✖		✖	✖		✖		✖	✖		✖		✖		✖		✖	✖	✖		✖	
4	2014	Multi-terminal direct-current grids: modeling, analysis, and control	162	✖	✖	✖				✖		✖	✖	✖	✖			✖			✖	✖		✖	✖
5	2014	Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid	21	✖	✖								✖	✖	✖						✖	✖		✖	
6	2012	Estimation of Location and Coordinated Tuning of PSS based on Mean-Variance Mapping Optimization	7					✖				✖	✖	✖				✖	✖		✖			✖	✖
7	2018	Tuning of the Power System Stabilizers of the Ecuadorian National Interconnected System - Application and Comparison of Heuristic Methods in Multi-Machine Environment.	2					✖				✖		✖	✖			✖	✖		✖			✖	
8	2014	Reconfiguración De Redes De Distribución De Energía Eléctrica Basada En Optimización De Mapeo Media-Varianza	0					✖	✖		✖			✖	✖			✖	✖		✖			✖	✖
9	2018	High Voltage DC (HVDC) Transmission	0	✖						✖															

10	2016	Loss analysis simulation of SVC / DC Deicer under SVC mode	0				✗									✗					✗	✗				
11	2018	Emergency Control Method of the Reactive Compensation Devices near the Inverter Stations to Reduce Power Impact of HVDC Commutation Failure on the Power Grid	0	✗	✗											✗										
12	2018	A Novel Conception for HVDC Transmission Capacity Expansion and Its Control Strategy	1	✗	✗											✗										
13	2018	Impact Assessment of a VSC-HVDC Link on the Oscillation Modes of a Multi-machine System	1		✗											✗										
14	2018	Flexible AC Transmission Systems (FACTS) and Renewable Energy Sources (RES)	0	✗	✗						✗															
15	2018	HVDC Converter Stations Design for LCC Based HVDC Transmission System-Key Consideration	1	✗	✗																					
16	2018	Analysis of Resonance between a VSC-HVDC Converter and the AC Grid	5		✗				✗	✗																
17	2015	Power system stability: Modelling, analysis and control	4		✗				✗	✗				✗		✗					✗	✗			✗	
18	2018	Voltage stability assessment in power systems using line voltage stability index	12			✗																				
19	2017	study on voltage control in distribution network with renewable energy integration	3			✗								✗												
20	2002	Transacciones y remuneracion de potencia reactiva en el MEN	0			✗																				
21	2012	Voltage-sourced converters in power systems	1490		✗	✗				✗	✗				✗	✗	✗		✗	✗	✗	✗	✗		✗	
22	2015	Reduction of active power losses in electric power systems with optimal placement of FACTS devices	4				✗				✗				✗								✗		✗	
23	2019	Voltage regulation and power loss minimization by using unified power flow control device	0				✗				✗															
24	2018	Theoretical Line Loss Calculation of Distribution Network Based on the Integrated electricity and line loss management system	3				✗																			
25	2015	Testing MVMO on learning-based real-parameter single objective benchmark optimization problems	31					✗			✗	✗			✗			✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	
26	2014	PowerFactory Applications for Power System Analysis	92	✗				✗										✗	✗			✗		✗	✗	
27	2014	A Generalized Voltage Droop Strategy for Control of Multiterminal DC Grids	120	✗				✗	✗						✗	✗		✗		✗		✗		✗		✗
28	2016	CIGRE WG B4.57 and B4.58 DC Grid Test System.	18	✗				✗										✗	✗	✗	✗			✗		
29	2015	Labrador-Island Link ±350kV HVDC Transmission Scheme-Key Design Aspects	2	✗				✗																		
30	2018	Model-Free Adaptive Controller for VSC in AC / DC Distribution Networks	0			✗										✗			✗				✗			
31	2015	Optimización de pérdidas de potencia activa en el Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra, utilizando un algoritmo de enjambre de partículas (PSO)	1					✗										✗						✗		
32	2014	A new genetic algorithm for solving optimization problems	136					✗					✗						✗						✗	
33	2014	Evaluating the Mean- Variance Mapping Optimization on the IEEE-CEC 2014 Test Suite	37					✗																	✗	
34	2018	Computational Study about the Active Power and Energy Losses of a 40 MVA 110/6 kV Transformer	0				✗				✗				✗											
			CANTIDAD:	12	11	6	8	11	6	5	10	5	4	8	9	9	8	9	5	12	9	6	10	11		

7.2 Resumen de Indicadores

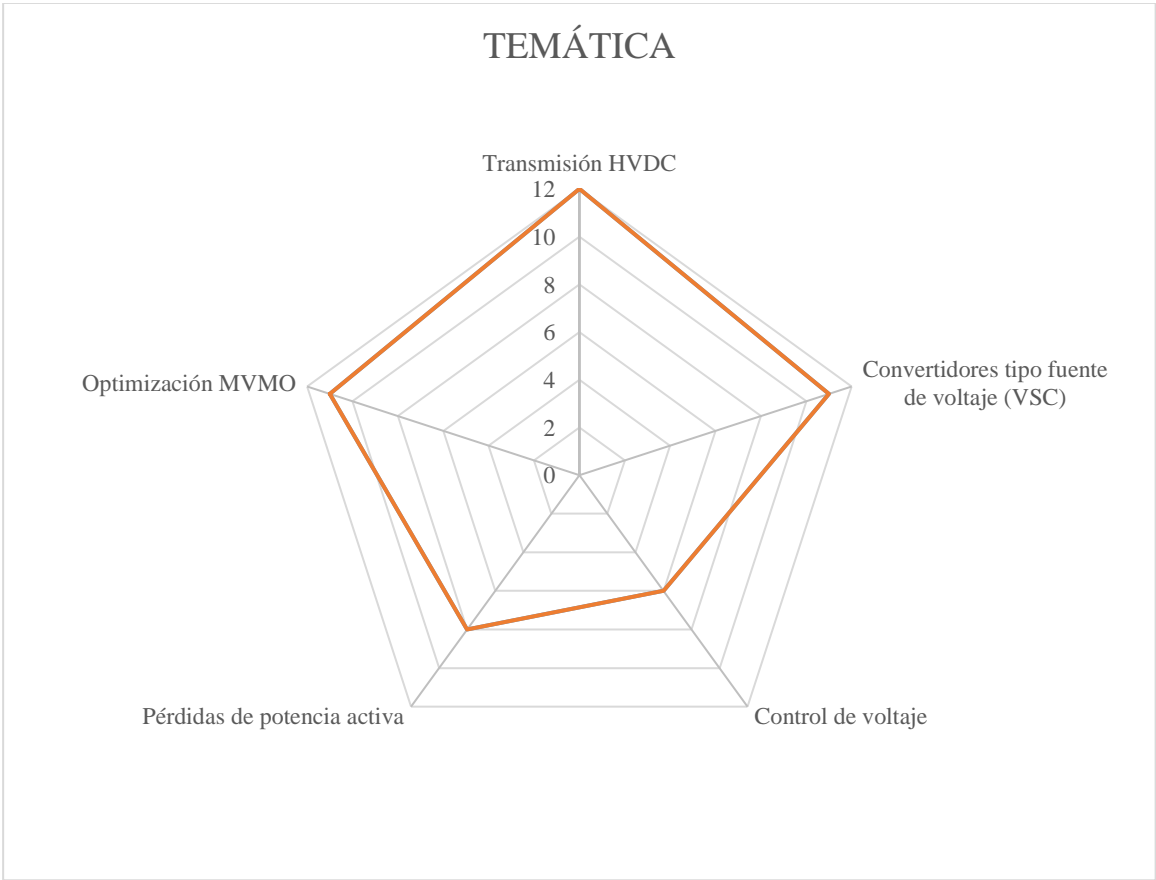


Figura 12. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

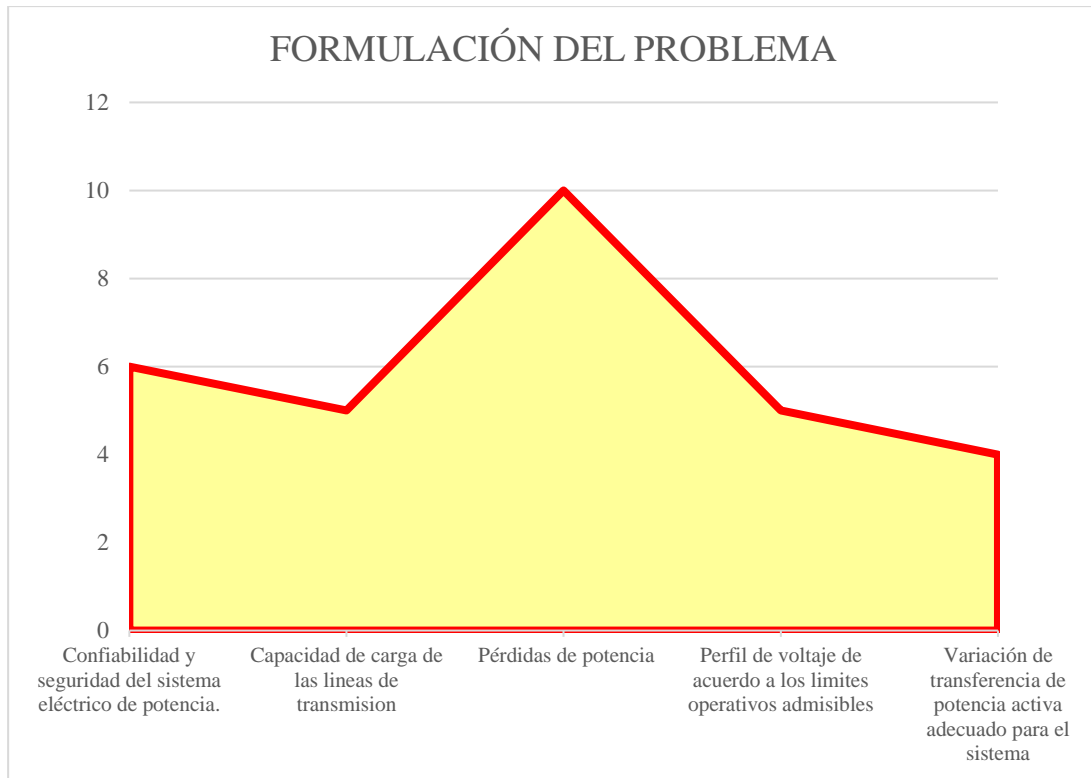


Figura 13. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

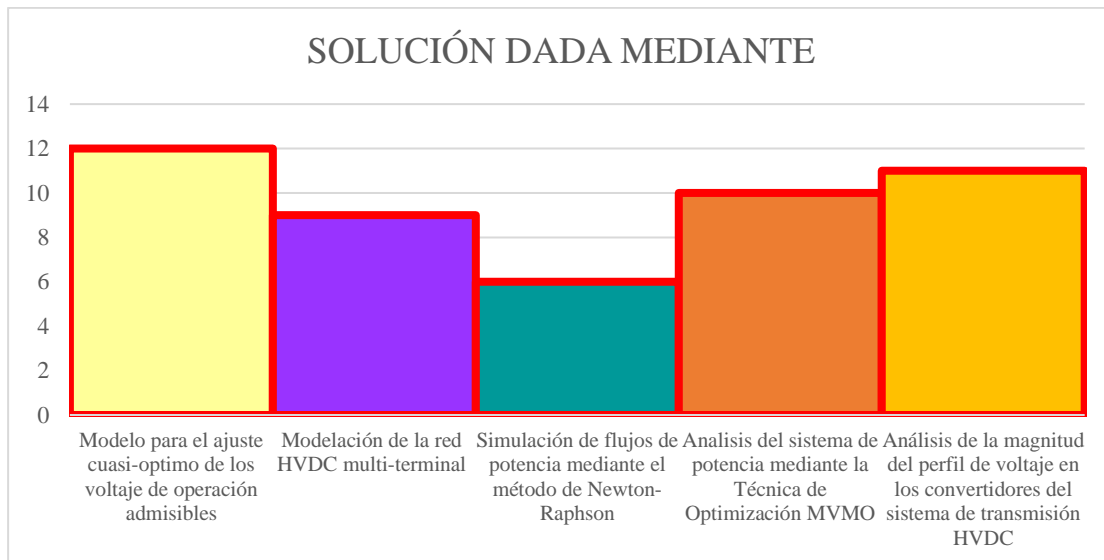


Figura 14. Indicador de solución - Estado del arte